УДК 550.834.05(571.1)

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ НА ДВУРЕЧЕНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ, РЕШЕНИЕ ЗАДАЧ КАРТИРОВАНИЯ ПЕСЧАНЫХ ФАЦИЙ И ВЫДЕЛЕНИЯ ЗОН ВЫСОКОЁМКИХ КОЛЛЕКТОРОВ

В.Н. Устинова, С.С. Зиборов*, С.И. Гаврилов, А.А. Горкальцев*, А.И. Филимонова*, О.И. Бойло*

Томский государственный университет
*ОАО "ТомскНИПИнефть ВНК"
E-mail: ustinova@ggf.tsu.ru

Приведены результаты геолого-геофизических исследований верхнеюрских отложений на Двуреченском месторождении. Построены детальные геолого-геофизические, фациальные модели месторождения, сделаны предположения об условиях формирования продуктивных песчаников. Предлагаются новые подходы к анализу рельефа поверхности по отражающим сейсмическим горизонтам, позволяющие повысить эффективность сейсмофациального и электрофациального прогнозов, обращается внимание исследователей на необходимость при ранжировании фаций привлекать всю имеющуюся геолого-геофизическую информацию, использовать как прямые, так и косвенные признаки фациальной принадлежности.

Введение

Современные представления о геологическом строении нефтегазоносных отложений во многом пополнились за счёт результатов детальных реконструкций условий образования песчаных фаций по геофизическим данным. Систематизация сейсмогеологических данных, результатов геофизических исследованиях в скважинах – основа для выявления новых закономерностей в вертикальной изменчивости песчаных фаций и в их латеральной зональности, обуславливающей неоднородности строения коллекторов, ячеистое расположение высокопроницаемых объектов нефтегазоносных пластов. По результатам анализа керна не всегда достаточно уверенно можно определить условия формирования песчаного материала. В нефтенасыщенной части коллектора за счёт процессов растворения минералов скелета породы, интенсивных преобразований в зёрнах плагиоклазов и кварца, в цементе песчаников (каолинизация, карбонатизация, пелитизация, серицитизация, растворение, регенерация кварца и др.), а на периферии коллектора за счёт отложения вторичных минералов – достаточно сложно установить фациальный тип песчаных отложений. Применяемые методики интерпретации фаций по кривым электрического каротажа являются достаточно эффективными, но вторичные процессы в коллекторе влияют и на форму кривой КС, ПС (кажущегося сопротивления и потенциала собственной поляризации), видоизменяют её. Дополнительной информацией о типе песчаных фаций должны стать материалы сейсморазведки. Информативными в палеосейсмостратиграфических реконструкциях являются карты энергий отражений, скоростных параметров по отражающим горизонтам, однако получение

достоверной информации по этим параметрам в сложившихся традиционных схемах производственных отношений составляет некоторые трудности. В связи с этим, для анализа типа фаций может использоваться форма рельефа, т.е. структурная карта по ближайшему к продуктивному пласту сейсмическому отражающему горизонту, в которой, как показывает опыт исследований, достаточно контрастно положительным рельефом проявляются песчаные тела. Реконструкция фациальных обстановок формирования песчаных пластов Двуреченского месторождения в настоящей статье выполнена по материалам каротажа скважин с привлечением анализа кернового материала и данных сейсморазведки, аналогичных модельных построений на соседних площадях.

В Томском Приобье объектом пристального внимания геологов, геофизиков, нефтяников являются верхнеюрские отложения, где сосредоточены основные запасы углеводородов территории. Открытые в настоящее время высокодебитные залежи углеводородов на Двуреченском месторождении и широко изученные сейсморазведкой, бурением, позволили авторам уточнить модели условий образования продуктивных песчаных отложений, поновому оценить особенности формирования высокопроницаемых зон коллекторов.

Изложение фактического материала

Двуреченское месторождение нефти расположено в южной части Каймысовского нефтегазоносного района Среднеобской нефтегазоносной области. В ближайшем окружении месторождения открыт ряд крупных нефтяных месторождений таких, как Крапивинское, Тагайское, Моисеевское, Карасевское. Закартированные в пределах указанных месторождений обширные палеодельтовые системы в продуктивном песчаном горизонте $Ю_1$ позволили предполагать их возможное развитие и распространение в Двуреченской зоне.

Исследования Двуреченского месторождения начаты с купольных частей северного (Междуреченская структура), центрального (Лесмуровская структура) и южного (Западно-Моисеевская структура) сводов поднятия (рис. 1). Промышленная нефтеносность на месторождении выявлена в четырёх пластах $Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^М$, $Ю_1^3$, надугольной, подугольной и межугольной толщ верхневасюганской подсвиты.

Пласт $Ю_1^1$ продуктивен в центральной и западной частях Междуреченской структуры (вскрыт скважинами 10Р, 85, 90, 100, 12Р), имеет мощность 2...4 м (скв. 10, 92), нефтенасыщен в ячеях 3×1,5 и 3,6×0,7 км. Пласт $Ю_1^2$ развит на Лесмуровской и Западно-Моисеевской структурах, максимальное распространение имеет в межкупольных понижениях и на мелких сводах обрамления, латерально дополняет зоны развития песчаных пластов $Ю_1^1$ и $Ю_1^М$. Основная залежь занимает большую часть Западно-Моисеевского поднятия (вскрыта скважинами 24Р, 25Р, 26Р, 13, 15, 22, 24, 32, 34, 50, 221, 303), южная залежь вскрыта скв. 30Р. Мощность пласта 1,5...4 м (скв. 26, 25, 303, 30). Нефтенасыщенные ячеи размерами 9,5×5 и 1,5×1,2 км – овального, сигмоидного облика. Пласт $Ю_1^М$ развит в купольных частях структур, на Междуреченской структуре, нефтенасыщенные зоны пласта имеют размеры 4,5×4,5, 4,5×1,2, 4×2,5 км и вскрыты скважинами 10Р, 11Р, 13Р, 58, 67, 75, 82, 85, 90; 12Р и 29Р, 94, 100, 105. На Западно-Моисеевской структуре – это два нефтеносных сегмента, размерами 6×2 и 3×1,5 км, нефтеносность которых подтверждена скв. 13, 22, 24, 25Р, 30, 31Р, 32, 34, 41, 50 и 30Р. Мощность пласта не более 4 м (скв. 11, 75, 10, 92, 29, 41, 25, 30). Пласт $Ю_1^3$ вскрыт практически во всех скважинах Двуреченской группы месторождений, как коллектор отсутствует только в скв. 13 и 82. По фильтрационно-емкостным свойствам в песчаном пласте выделены две пачки: верхняя – высокопроницаемая – А (пласт $Ю_1^{3а}$) и нижняя, менее проницаемая – Б (пласт $Ю_1^{3б}$). Разделение на пачки выполнено по данным ГК. Пачка Б имеет большую площадь распространения, чем пачка А. Мощность пласта достигает 28 м. Пласты $Ю_1^{3а}$ и $Ю_1^{3б}$, дополняя друг друга по мощности, распространены в ближайших сводовых обрамлениях поднятий и на склонах структур.

Песчаные пласты горизонта $Ю_1$ Двуреченского месторождения имеют зональное распространение, в верхневасюганской подсвите песчаные пласты в повышенных мощностях выделяются в близсводовых обрамлениях поднятий. Присутствие как минимум одного песчаного пласта в повышенной мощности в разрезе горизонта $Ю_1$ способствует сохранению и некоторой выдержанности сейсмического сигнала на временных сейсмических разрезах по отражающему горизонту $II_а$ (в кровле верхнеюрских отложений). Высокая мощность и выдержанность латерального распространения песчаного пласта $Ю_1^3$ обуславливают хорошую прослеживаемость на временных сейсмических разрезах пачки М межугольных отложений и возможность построения по угольному пласту $У_1$ пачки М сейсмической структурной карты (рис. 1).

Особенности строения мезоциклита верхнеюрских отложений месторождения (наличие выдержанной пачки М, достаточно мощные песчаные пласты надугольных и подугольных отложений), позволяют привлекать при фациальной интерпретации песчаников надугольной толщи – структурную карту по горизонту $II_а$, подугольной пачки – структурную карту по угольному пласту $У_1$. Песчаный пласт $Ю_1^3$ на Крапивинском и Двуреченском месторождениях в палеорельефе проявляется трёхзонального облика сочетаниями рукавов (каналов) палеодельтового комплекса (рис. 2). Трёхзональный облик дельты достаточно частое явление, обнаруживается, в том числе, в строении современных дельт [2].

Трёхзональный облик в сочетании структурных линий палеоподнятий тесно связан с плановым местоположением песчаных фаций, благодаря тому, что

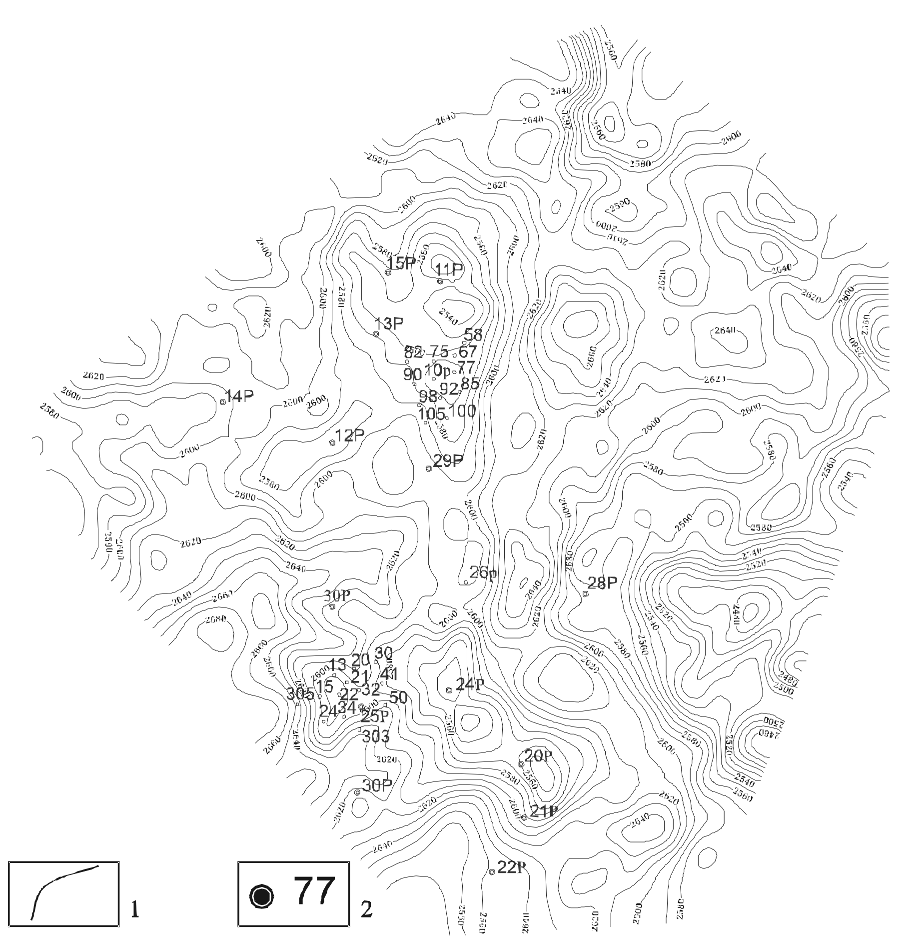


Рис. 1. *Структурная карта по отражающему горизонту в кровле пласта $Ю_1^3$, Междуреченская (скв. 11Р, 13Р, 75), Лесмуровская (скв. 26Р), Западно-Моисеевская (скв. 24Р, 25, 21) площади, 1) стратоизогипсы, в м; 2) скважины глубокого бурения [1]*

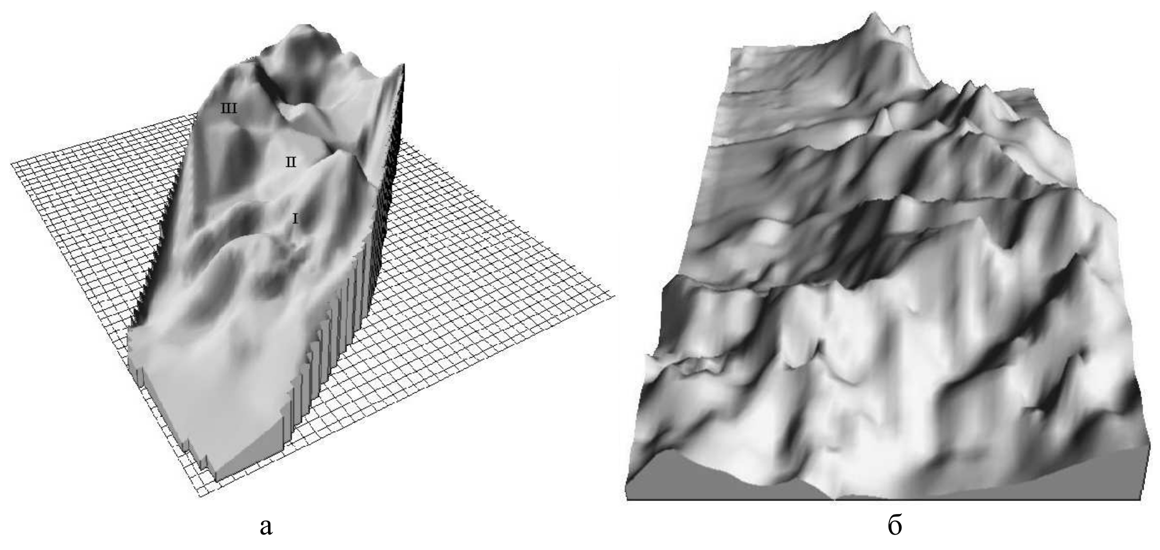


Рис. 2. *Модели палеоповерхностей горизонта $Ю_1$ Крапивинского (б) и Двуреченского (а) месторождений: I) Западно-Моисеевское, II) Лесмуровское, III) Междуреченское поднятия*

на настоящем месторождении песчаные тела в повышенной мощности чётко увязываются с локальными осложнениями палеорельефа (рис. 3). Плановое проявление палеофаций в большей степени соответствует дельтовым отложениям. Возможность наблюдать облик зонального распространения песчаных отложений непосредственно в палеорельефе обусловлена значительным превышением величин скоростных параметров в песчаниках по отношению к глинисто-углистым разностям.

Проявленность песчаников в рельефе позволяет повысить качество фациальных реконструкций

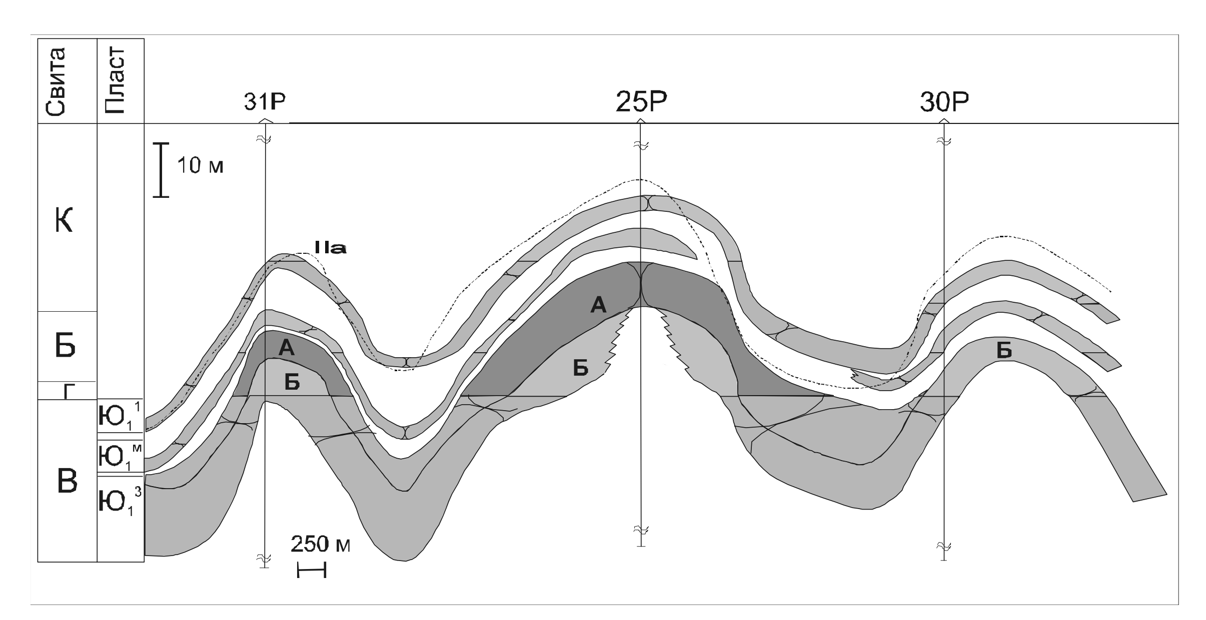


Рис. 3. *Схема корреляции продуктивных песчаных пластов горизонта* $Ю_1$ *на Западно-Моисеевском поднятии вкрест простирания палеодельтовой системы, свиты: К) куломзинская, Б) баженовская, Г) георгиевская, В) васюганская; А и Б) пачки продуктивного пласта* $Ю_1$

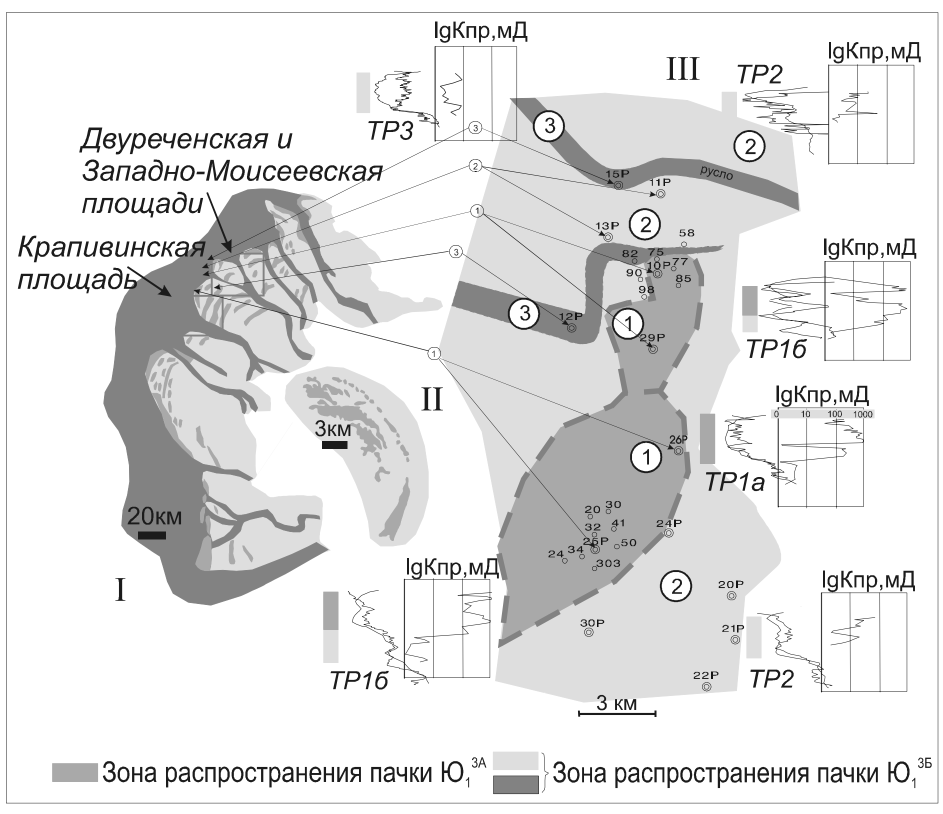


Рис. 4. *Фациальная схема пласта* $Ю_1^3$*. Типовые локальные модели из [7] и [8]: I) модель дельтового комплекса на основе фациальных моделей дельт рек Рона, Иривади, Меконг из [7]; II) модель регрессивных баровых песчаных тел с учётом модели месторождения Пембино [8]; III) фациальная модель пласта* $Ю_1^3$ *Двуреченского месторождения; на типовых разрезах (ТР) кривая ГК – тёмным тоном, кривая ПС – светлым, логарифм коэффициента проницаемости (lgКпр)*

по данным сейсморазведки при совместной интерпретации структурных карт, карт параметров скорости, энергий отражений и материалов ГИС.

Выделение и корреляция отдельных пластов на месторождении выполнены с использованием методики В.С. Муромцева. Анализ ритмопачек (ритмитов I порядка по [3]) песчано-углисто-глинистых отложений верхнеюрского мезоциклита показывает уравновешенность песчано-углисто-глинистых отложений горизонта $Ю_1$ по веществу и объёму, кото-

рая проявляется на месторождении в латеральном дополнении глинистых, углисто-глинистых отложений – песчаными, от подножий к сводовым частям поднятий, в зональном замещении одного песчаного пласта – другим и местоположении продуктивных коллекторов в близкупольных частях поднятий. Общий характер латерального дополнения и вертикальной согласованности таковы, что в вертикальном разрезе в максимальной мощности проявляется как минимум один песчаный пласт [4]. Максимальное распространение и мощность на месторождении имеет пласт $Ю_1^{3а}$, при уменьшении его мощности, зачастую, возрастает мощность песчаных пластов надугольных отложений.

Песчаный пласт $Ю_1^3$ подугольной толщи формировался в процессе регрессии морского бассейна. Регрессия, наиболее вероятно, связана с тектоническими подвижками положительного знака в конце позднего келловея – начале раннего оксфорда.

Прибрежно-морской генезис осадков пласта $Ю_1^3$ подтверждается наличием обломков раковин морских организмов, присутствием зёрен глауконита, хлорита в керне скв. 25, 26, 29 (по данным А.В. Ежовой).

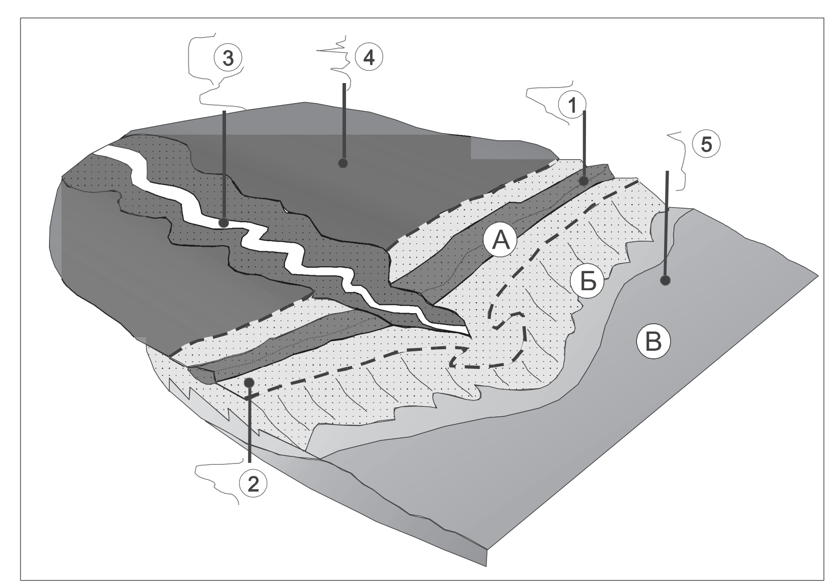
При выборе седиментационных моделей использовались данные по соседним площадям. Фациальные реконструкции выполнены методом сопоставления кривых с электрометрическими типовыми кривыми В.С. Муромцева [5, 6]. Форма кривой ПС определяется не только типом фации, однако в продуктивной части коллектора вторичные преобразования песчаников в присутствии нефти, в основном, идут в направлении растворения минералов, что приводит к некоторому сглаживанию кривой ПС без её существенной трансформации. Анализ типа кривой в продуктивной части разреза (преимущественно, трапециевидной, с повышенной интенсивностью аномалии естественного потенциала в верхней части пласта $Ю_1^3$) позволил утверждать, что образование песчаных отложений подугольной толщи связано с развитием дельтового комплекса, который включает осадки субаэральной части дельты, формировавшиеся в равнинно-долинном (надводно-дельтовом) фациальном поясе и субаквальной части береговой зоны, осадки которой могут быть отнесены к авандельтовому фациальному поясу. Близкий облик каротажных кривых для пласта $Ю_1^3$ на Двуреченском месторождении к типовым формам каротажных кривых ПС, КС на Крапивинском месторождении, расположенном в южном направлении от Двуреченского, с совпадением пространственного облика зонального расположения песчаных пластов (трёхзональный "потокового" типа) (рис. 2), позволяет предположить их формирование в единой осадочной системе. Построенная в ходе исследований седиментационная модель (рис. 4) предполагает развитие в палеобереговой зоне осадконакопления песчаных тел флювиального (отложения распределительных каналов) и покровного (отложения баров) типов. Эти песчаные отложения отличаются размерностью и сортировкой обломочного материала, что отражается в форме кривых ПС и ГК (рис. 4).

Электрометрическая характеристика разрезов пласта $Ю_1^3$ в скв. 12Р, 14Р, и 15Р показала, что локальные тела формировались в пределах распределительных каналов. Для них характерен блоковый, либо колокольный тип кривых ПС и ГК. Формирование песчаных тел в условиях активных течений береговой зоны, зачастую, характеризуется размывами в подошвенной части пласта и выше по разрезу. Такой тип разреза пласта $Ю_1^{3б}$ обнаружен в скв. 12, где по керну определяется перемыв и переотложение осадков, на что указывает конгломератовидная текстура, присутствуют обломки раковин и углефицированные обломки растений разной сохранности. В пласте $Ю_1^{3а}$ по керновому материалу выявляются песчаные разности преимущественно покровного типа. Покровные пески по характеристике Р.Ч. Сели [7], Ч.Э.Б. Конибира [8], зачастую, заглинизированы, хорошие коллекторские свойства имеют в кровле песчаного пласта, в зонах локального увеличения мощности ("в мощных песчаных бенчах" [7]) за счёт высокой степени перемытости и хорошей сортировки песчаного материала. Детали зонального строения восстановлены с использованием модельных построений В.Л. Фишера, Л.Ф. Брауна и др. [8] (рис. 4, 5).

Так, при формировании пласта $Ю_1^{3б}$ можно предположить быстрое выдвижение береговой линии, которое сопровождалось проработкой обломочного материала в условиях низкого, неустойчивого, постепенно возрастающего гидродинамического режима. На быстрый процесс седиментации и спокойную гидродинамику в начальный период накопления осадков указывает неполная углефикация и хорошая сортировка растительных остатков, обилие микроконкреций сидерита, создающих микрослоистость, высокое содержание глинистого цемента в песчаниках. Уплотнённые разности песчаников пачки Б, вскрытые в скв. 82, могут быть результатом заполнения эрозионной промоины плохосортированным песчано-глинистым материалом. Медленное выдвижение береговой линии сопровождалось интенсивной проработкой материала в условиях предположительно высокой гидродинамической активности среды седиментации, в которой формировалась пачка А.

В строении песчаного пласта $Ю_1^3$ Двуреченского месторождения выделено три основных типа разреза.

Наибольший интерес представляет разрез, в котором присутствуют одновременно пачка А и пачка Б (тип 1б, рис. 4). Разрез, в котором песчаный пласт-коллектор $Ю_1^3$ представлен только пачкой А (тип 1а, рис. 4), а пачка Б составлена непроницаемыми песчаниками, редок (скв. 25Р, 26Р). Для пласта в этом типе разреза характерна интенсивная, симметричная, округлая форма аномалии на кривых ПС и ГК. Кривые характеризуют песчани-



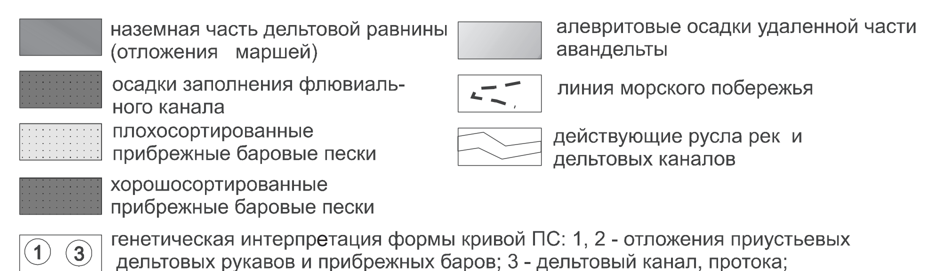


Рис. 5. *Дельта деструктивного типа, контролируемая приливами (р. Сан-Франциску, Рона) (по В.Л. Фишеру, Л.Ф. Брауну [7], с учётом реконструкций [8]) по материалам В.Б. Белозёрова с учётом рекомендаций [9]*

ки однородного слоя. По керну песчаники крупнозернистые, слабоглинистые, с высокими фильтрационно-емкостными свойствами, проницаемость свыше 200 мД, пористость порядка 18 %, сохранение высокой пористости и проницаемости устанавливается в локальных продуктивных ячеях, где определённая роль в сохранении высоких коллекторских свойств связывается с вторичными процессами в нефтенасыщенных зонах, протекающих под влиянием углеводородов [1]. Аномальный разрез этого типа с проницаемой пачкой А и Б вскрыт в скв. 10Р, 75, 67, 77, 85, 87, 92, 94, 100, 105, 29Р, 31Р, 20, 30, 13, 15, 305, 22, 32, 41, 24, 34, 50, 221, 303 месторождения. Для пластов-коллекторов характерны интенсивные аномалии ПС и ГК в прикровельной части пласта пачки А, интенсивность аномалий уменьшается к подошве пластов, что соответствует уменьшению значений фильтрационно-емкостных свойств коллекторов. Для песчаников пачки А характерны хорошие коллекторские свойства, песчаники пачки Б имеют проницаемость и пористость несколько ниже, чем в А.

Редкие разрезы содержат только пачку Б (скв. 11Р, 13Р, 58, 82, 98, 20Р, 21Р, 22Р, 30Р). Для такого разреза (тип 2, рис. 4) характерна интенсивная кривая ПС и ГК, уменьшающаяся постепенно до линии глин к подошве пласта, общая глинистость коллектора несколько выше, а коллекторские свойства несколько ниже, чем в предыдущем типе разреза. В скважинах 12Р, 14Р, 15Р установлен тип разреза (тип 3, рис. 4), когда пачка Б обладает пониженными коллекторскими свойствами. Песчаники пачки мелкозернистые, флювиального происхождения, с большим содержанием карбонатного и глинистого материала. Форма кривой ПС блоковая, треугольного облика.

Строение межугольной ритмопачки месторождения, которая имеет практически повсеместное распространение, создаёт благоприятные предпосылки для корреляции и увязки надуголных и подугольных отложений. Сверху пачка ограничена угольным пластом, либо углистым аргиллитом толщиной от 0,4 до 4,6 м. Снизу она в большинстве скважин подстилается угольным пластом, при его отсутствии – глинисто-аргиллитовым прослоем. Отложения ритмопачки формировались в существенно континентальных условиях, представлены аллювиальными и озёрно-болотными фациями.

В межугольной ритмопачке выделяется пласт $Ю_1^М$. Наибольшей толщины пласт достигает в скв. 12, где его мощность составляет 15,6 м, в среднем на месторождении его мощность не большая, порядка 1...6 м. По результатам скважинного опробования пласт характеризуется как коллектор, за исключением скв. 26Р, 14Р и 15.

Мощность надугольной толщи на месторождении составляет 2...11 м. Согласно общепринятой седиментационной модели [10, 11] её формирование происходило в период оксфордской трансгрессии. Песчаные отложения формировались в береговой зоне и зоне палеошельфа. Песчаные пласты $Ю_1^2$ и $Ю_1^1$ разделены маломощным аргиллитовым прослоем. Наличие двух пластов в разрезе характерно для Междуреченского поднятия, где пласт $Ю_1^2$ встречается примерно в половине скважин. Как коллектор, пласт характеризуется только в скв. 13, во всех остальных – уплотнён. На Западно-Моисеевском поднятии пласт $Ю_1^1$ отсутствует, в кровле горизонта $Ю_1$ повсеместно развит пласт $Ю_1^2$. Пласт характеризуется хорошими коллекторскими свойствами, за исключением юго-восточного склона и локального участка в районе скв. 41. От пласта $Ю_1^М$ он отделяется углисто-аргиллитовым прослоем небольшой толщины – 0,4...4,6 м. Вероятная модель формирования пластов – в условиях приливно-отливных течений мигрирующего палеоберега.

Обсуждение результатов

Литолого-фациальный анализ продуктивных песчаных отложений с элементами сейсмофациальных построений, электрокаротажные реконструкции палеофациальных обстановок на Двуреченском месторождении стали основой для построения детальной геологической модели месторождения. Анализ палеорельефа с точки зрения объема содержащейся в нём информации о типе фации показал, что в рельефе, по причине некоторого отличия скоростей V_P песчаных разностей пород от глинистых и углистых, песчаники проявляются положительными формами. Электрофациальный анализ в настоящее время является наиболее перспективной, бурно развивающейся методикой, широко применяемой при палеофациальных реконструкциях, однако на форму кривой влияет достаточно много факторов, связанных с эпигенетическими, тектоническими и др. процессами и явлениями, которые при палеофациальных реконструкциях должны параллельно изучаться и учитываться при построении геологической модели месторождения. Методики комплексной интерпретации геофизических данных в построении фациальной модели месторождения, в том числе, с использованием типовых моделей (рис. 2, 4, 5), разработанных для других территорий (сопредельных месторождений), позволили авторам повысить достоверность фациального прогноза.

Выводы

Проведённые исследования показали, что литолого-фациальная интерпретация с опорой на типовые электрометрические модели В.С. Муромцева, с учётом сейсмоморфологических прогнозов есть ключ к изучению условий формирования песчаников – коллекторов нефти на изучаемых месторождениях, даёт возможность повысить достоверность фациальной идентификации песчаных отложений. Степень достоверности построений оценить сложно (так как тип фации песчаного коллектора на месторождениях, даже в результате многолетних исследований, остаётся категорией гипотетической), однако любая дополнительная информация, подтверждающая выдвинутую гипотезу – есть аргумент в пользу её правомерности. Привлечение в интерпретационных схемах для ранжирования фаций методов сейсмоморфологического анализа дополнительно к электрофациальному методу, на взгляд авторов, позволило уточнить и детализировать исходные седиментационные модели, сделать более обоснованные предположения о генезисе песчаных тел на изучаемом месторождении.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Устинова В.Н., Устинов В.Г. Тектонически-напряжённые зоны нефтегазоносных структур и их изучение по данным сейсморазведки // Геофизика. – 2004. – № 1. – С. 13–18.
2. Брансден Д., Дорнкемп Дж. Неспокойный ландшафт. – М.: Мир, 1981. – 192 с.
3. Жемчужников Ю.А. Цикличность строения угленосных толщ, периодичность осадконакопления и методы их изучения // Труды института геологических наук АН СССР. – 1947. – Вып. 90. – С. 7–18.
4. Худорожков Г.П., Негоденко В.С., Иванов И.А. Прогноз зон развития коллекторов горизонта $Ю_1$ васюганской свиты центральной части Каймысовского свода // Геологическое строение и нефтегазоносность юго-востока Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СНИИГГИМС, 1989. – С. 123–131.
5. Муромцев В.С. Методика локального прогноза песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа по электрометрическим моделям фаций // Методика прогнозирования литологических и стратиграфических залежей нефти и газа. – Л.: Недра, 1981. – С. 5–23.
6. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.
7. Селли Р.Ч. Древние обстановки осадконакопления. – М.: Недра, 1989. – 293 с.
8. Конибир Ч.Э.Б. Палеоморфология нефтегазоносных песчаных тел. – М.: Мир, 1979. – 255 с.
9. Белозёров В.Б., Брылина Н.А., Даненберг Е.Е. Фациальная диагностика по материалам ГИС континентальных и прибрежно-морских отложений юры юго-востока Западной Сибири // Проблемы геологии и нефтегазоносности верхнепалеозойских отложений Сибири. – Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 1984. – С. 11–22.
10. Белозёров В.Б., Брылина Н.А., Даненберг Е.Е. К проблеме поисков литолого-стратиграфических ловушек в верхнеюрских отложениях юго-востока Западной Сибири // Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа. – Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 1991. – С. 171–180.
11. Даненберг Е.Е. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа в юрских отложениях центральной части Обь-Иртышского междуречья // Автореферат дис. ... канд. геол.-мин. наук. – Новосибирск, 1977. – 21 с.